

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОГО СОВЕТА 24.1.076.01, СОЗДАННОГО  
НА БАЗЕ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО  
УЧРЕЖДЕНИЯ НАУКИ ИНСТИТУТ МЕРЗЛОТОВЕДЕНИЯ ИМ. П.И.  
МЕЛЬНИКОВА СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ  
НАУК (ФГБУН ИМЗ СО РАН), ПО ДИССЕРТАЦИИ НА СОИСКАНИЕ  
УЧЕНОЙ СТЕПЕНИ КАНДИДАТА ТЕХНИЧЕСКИХ НАУК

аттестационное дело № \_\_\_\_\_

решение диссертационного совета от «17» марта 2026 г. №130

О присуждении Портнягину Альберту Серафимовичу, гражданину Российской Федерации, ученой степени кандидата технических наук.

Диссертация «Особенности образования газовых гидратов при добыче нефти методом полимерного заводнения на месторождениях юго-западной Якутии» по специальности 1.6.7 – Инженерная геология, мерзлотоведение и грунтоведение принята к защите «13» января 2026 г. (протокол заседания № 179) диссертационным 24.1.076.01, созданным на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института мерзлотоведения им. П.И. Мельникова Сибирского отделения Российской академии наук, почтовый адрес: 677010, г. Якутск, ул. Мерзлотная, 36, приказ Минобрнауки России об утверждении №105/нк от 11.04.2012 г.

Соискатель Портнягин Альберт Серафимович, «22» февраля 1982 года рождения.

В 2004 году соискатель окончил Якутский государственный университет имени М. К. Аммосова (ЯГУ им. М.К. Аммосова) по специальности «Химия» с присуждением квалификации «Химик», в 2007 году окончил очную аспирантуру Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института проблем нефти и газа СО РАН по специальности 01.02.05 – Механика жидкости, газа и плазмы. В настоящее время работает в должности научного сотрудника лаборатории техногенных газовых гидратов Института проблем нефти и газа СО РАН – обособленного подразделения Федерального государственного

бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Якутский научный центр СО РАН» в г. Якутск.

Диссертация выполнена в лаборатории техногенных газовых гидратов Института проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук.

Научный руководитель – доктор химических наук, доцент Иванова Изабелла Карловна, главный научный сотрудник лаборатории техногенных газовых гидратов Института проблем нефти и газа СО РАН.

Официальные оппоненты:

Васильева Зоя Алексеевна, доктор технических наук, Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, профессор кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений;

Молокитина Надежда Сергеевна, кандидат технических наук, Институт криосферы Земли – обособленное структурное подразделение Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра Тюменского научного центра Сибирского отделения Российской академии наук, ведущий научный сотрудник лаборатории физико-химических исследований гидратов природных газов дали положительные отзывы на диссертацию.

Ведущая организация Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН) в своем положительном отзыве, подписанном Дучковым Альбертом Дмитриевичем, доктором геолого-минералогических наук, главным научным сотрудником ИНГГ СО РАН и Дучковым Антоном Альбертовичем, кандидатом физико-математических наук, заместителем директора по науке ИНГГ СО РАН, утвержденном Вячеславом Николаевичем Глинских, членом-корреспондентом РАН, доктором физико-математических наук, директором ИНГГ СО РАН, указала, что рассмотренная диссертационная работа Портнягина Альберта

Серафимовича является актуальным научным исследованием, результаты которого будут способствовать решению производственных задач повышения эффективности и безопасности добычи нефти на месторождениях с аномально низкими пластовыми температурами, высокой минерализацией пластовых вод и расположенных в зоне распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Диссертация соответствует требованиям п. 9-11, 13, 14 «Положения о присуждении учёных степеней», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 24.09.2013 года (с изменениями от 01.10.2018 г.) на соискание ученой степени кандидата наук, а соискатель заслуживает присуждения учёной степени кандидата технических наук по специальности 1.6.7 – Инженерная геология, мерзлотоведение и грунтоведение.

Соискатель имеет более 100 опубликованных работ, в том числе по теме диссертации опубликовано 11 работ, из них 6 статей в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки России, 5 статей в изданиях, входящих в международные базы научного цитирования Web of Science и Scopus.

Ниже представлен список наиболее значимых публикаций, относящихся к теме диссертации, опубликованных в научных изданиях входящих в Перечень ВАК РФ и в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования научных публикаций:

1. **Портнягин А.С.**, Иванова И.К., Рожин И.И. Влияние многолетнемерзлых пород на возможность образования гидратов в нагнетательных и добывающих скважинах на нефтяных месторождениях восточной части Непско-Ботубинской нефтегазоносной области // Успехи современного естествознания. – 2025. – № 9. – С. 89-99 (вклад соискателя 70 %).

2. **Портнягин А.С.**, Корякина В.В., Иванова И.К. Исследование морфологии и кинетики образования гидратов метана в модельной пористой среде // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 11-2. – С. 216-223 (вклад соискателя 60 %).

3. Федорова А.Ф., Шиц Е.Ю., **Портнягин А.С.**, Шилова Ю.Э. Изучение свойств полимерных растворов и эффективности вытеснения ими нефти в

специфических условиях месторождений юго-Западной Якутии // Наука и образование. – 2013. – № 2. – С. 46-50 (вклад соискателя 40 %).

4. Сафронов А.Ф., Шиц Е.Ю., Федорова А.Ф., **Портнягин А.С.** Исследование совместимости пластовой воды Иреляхского ГНМ (Якутия) с агентами поддержания пластового давления // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 82-85 (вклад соискателя 30 %).

5. Федорова А.Ф., Шиц Е.Ю., **Портнягин А.С.**, Шилова Ю.Э. Лабораторная оценка эффективности использования водорастворимых полимеров для извлечения нефти в условиях месторождений юго-западной Якутии // Инженер-нефтяник. – 2014. – № 3. – С. 50-55 (вклад соискателя 40 %).

6. Федорова А.Ф., Шиц Е.Ю., **Портнягин А.С.** Изучение возможности применения полимерного заводнения на Иреляхском ГНМ // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 11. – С. 24-28 (вклад соискателя 40 %).

7. **Портнягин А.С.**, Иванова И.К., Калачева Л.П., Иванов В.К. Состав газа в гидратах многокомпонентной газовой смеси, образованных в кварцевом песке с водой и растворами полимеров // Георесурсы. – 2025. – № 27(3). – С. 89-100 (вклад соискателя 75 %).

8. **A.S. Portnyagin**, I.K. Ivanova, L.P. Kalacheva, V.V. Portnyagina. Study of the Formation of Natural Gas Hydrate in a Porous Medium from a Mixture of Polymer Solutions with Oil // Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 2023. – V. 59, No. 4. – Pp. 686-691 (вклад соискателя 75 %).

9. **A.S. Portnyagin**, I.K. Ivanova, L.P. Kalacheva, V.K. Ivanov, V.V. Portnyagina. Features of Thermodynamic Conditions of the Formation and the Gas Composition in Natural Gas Hydrates Obtained in a Dispersed Medium with Aqueous Calcium Chloride // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2024. – Vol. 60, No. 4. – P. 855-862 (вклад соискателя 75 %).

10. **Портнягин А.С.**, Калачева Л.П., Иванова И.К. Изучение процессов образования гидратов природного газа в системах «пластовая вода - пористая среда - раствор полимера» по данным дифференциального термического анализа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17. – №4. –

[http://www.ngtp.ru/rub/2022/35\\_2022.html](http://www.ngtp.ru/rub/2022/35_2022.html) (вклад соискателя 60 %).

11. Шиц Е.Ю., Федорова А.Ф., **Портнягин А.С.** Исследование реологических и вытесняющих свойств водных растворов натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы, как этап в реализации метода полимерного заводнения на месторождениях нефти Непско-ботуобинской нефтегазоносной области (НБ НГО) // SOCAR Proceedings. Научные труды НИПИ "Нефтегаз" ГНКАР. – 2014. – Т. 3. – № 3(3). – С. 65-70 (вклад соискателя 40 %).

Научные публикации соискателя полностью отражают результаты проведенного исследования и раскрывают основные положения, выносимые на защиту. В диссертации отсутствуют недостоверные сведения об опубликованных соискателем ученой степени работах.

На диссертацию и автореферат диссертации поступило 13 отзывов, все положительные:

1. Мадыгулов Марат Шаукатович, к.х.н., научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории гидратов природных газов, Института криосферы земли СО РАН, г. Тюмень. Основные вопросы и рекомендации: 1. Было ли проведенное определение дисперсного состава капель воды в приготовленных водонефтяных эмульсиях и насколько полученные реологические характеристики соответствуют параметрам водонефтяных эмульсий, добываемых на месторождениях республики, или это модельный состав? 2. Оценивалось ли влияние размера капель воды в водонефтяных эмульсиях на кинетику гидратообразования, а также их стабильность к процессам образования / разложения газового гидрата? 3. Учитывалась ли растворимость газа в используемой нефти при оценке степени конверсии воды в газовый гидрат? 4. На странице 21 автор указывает, что «растворы полимеров в смеси с нефтью проявляют свойства кинетического ингибитора, так как их кривые образования гидратов располагаются в области низких температур». Следует уточнить данное утверждение, поскольку смещение кривых гидратообразования в область более низких температур является классическим признаком действия термодинамических ингибиторов. Кинетические ингибиторы, в отличие от термодинамических, не

вливают на положение кривых равновесия, а лишь замедляют скорость образования гидратов.

2. Семенов Матвей Егорович, к.т.н., ведущий научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории «Гидратных технологий утилизации и хранения парниковых газов» Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) государственного университета, г. Казань. Замечания: 1. В описании методики на странице 9 указано, что при определении компонентного состава газа в гидратах использовались два метода: эмпирический (газоадсорбционная хроматография) и расчетно-экспериментальный (с использованием PVTsim 20.0). Формулировка «с целью сопоставления полученных этими методами результатов были проанализированы данные одного и того же эксперимента» требует уточнения: какова статистическая достоверность сравнения при анализе результатов? 2. В разделе, посвященном влиянию полимеров на гидратообразование, утверждается, что растворы ПАА проявляют свойства кинетических промоторов, а растворы Na-КМЦ и ПЭГ – ингибиторов. Однако в таблице 2 (стр. 13) показано, что степень переохлаждения для раствора Na-КМЦ (9,3°C) близка к значению для дистиллированной воды (9,6°C), что можно характеризовать как промоторные свойства. Следует детально обсудить, на основании каких именно параметров (степень переохлаждения, скорость гидратообразования или степень превращения воды) классифицировались промоторные/ингибиторные свойства? 3. На странице 16 при обсуждении расчета температур закачиваемых растворов указано, что «удельная теплоемкость закачиваемых растворов полимеров принята теплоемкость воды (4200 Дж/(кг·°C)), так как содержание воды в них составляло более 97%». Учитывая, что растворы полимеров могут иметь отличные от воды реологические свойства, следовало бы уточнить, как изменение теплоемкости растворов может повлиять на точность расчетов температуры и, соответственно, на оценку рисков гидратообразования? 4. В заключении (стр. 23) утверждается, что «риски образования газогидратов в нефтедобывающем оборудовании больше при добыче нефти, чем при закачке в пласт растворов вытеснения». Было бы полезно

раскрыть эти риски и представить рекомендации по их минимизации в практических условиях эксплуатации месторождений.

3. Донской Игорь Геннадьевич, д.т.н., заведующий лабораторией исследования энергетических установок Института систем энергетики имени Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск. Вопросы: 1. Автореферат содержит скудные сведения о программном продукте PVTsim 20.0. Является ли он открытым? Какие базы термодинамических данных в нем используются? Каким образом учитывается активность компонентов раствора? Особенно важно это обстоятельство в связи с заметным различием между расчетными равновесными кривыми и измеренными точками на рис. 3 и 7 в области высоких концентраций растворенного вещества. 2. Таблицы 1, 3 и 5 содержат прочерки в графах расчетного состава: означает ли это, что соответствующие расчеты показали отсутствие гидрата второй ступени? 3) Как оценивалась теплоемкость растворов хлорида кальция при расчетах изменения их температуры при закачке в пласт?

4. Мусакаев Наиль Габсалямович, д.ф.-м.н., профессор, директор Тюменского филиала Института теоретической и прикладной механики имени С.А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень. Замечания: 1. В диссертации расчет распределения температуры в скважинах производился по формуле А.Ю. Намиота, хотя на сегодняшний день есть математические модели, обладающие большей точностью и прогнозностью, например, математические модели, предложенные в работах Э.А. Бондарева и И.И. Рожина. 2. Тривиальными выглядят представленные на страницах 16 и 17 автореферата выводы о том, что «Снижение в ряду месторождений мощности ММП приводит к увеличению значений минимальной достижимой температуры, а также возрастанию температуры раствора в призабойной зоне нагнетательной скважины» и «Установлено, что на температуру закачиваемого раствора в призабойной зоне влияет продолжительность закачки».

5. Иванова Людмила Вячеславовна, д.х.н., профессор, профессор кафедры органической химии и химии нефти Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва. Вопросы: 1. Из текста автореферата не совсем понятно, на основании чего были выбраны начальные концентрации

растворов полимеров? 2. На рисунке 1 представлена зависимость коэффициента извлечения нефти от природы полимера и суммарного объема флюида, прокаченного через образец. Почему на рисунке коэффициент вытеснения нефти приведен при прокачке через образец растворов вытеснения в количестве, соответствующему одному и полутора объемам порового пространства образца, а в обсуждении результатов фигурирует только один результат? 3. На основании каких параметров сделан окончательный выбор в пользу раствора Na-КМЦ, в то время как близкие значения по эффективности ингибирования гидратообразования проявлял и раствор ПЭГ?

6. Манаков Андрей Юрьевич, д.х.н., главный научный сотрудник лаборатории клатратных соединений Института неорганической химии имени А.В. Николаева СО РАН, г. Новосибирск. Замечания: В выводе 2 непонятна фраза «...кратно снижая скорость и степень превращения воды в гидрат, при этом значительно уменьшая степень переохлаждения пористой среды. Как нефть может уменьшать степень переохлаждения? 2. Неудачная фраза «наиболее оптимальный» на стр. 8.

7. Семенов Антон Павлович, к.т.н., доцент, ведущий научный сотрудник кафедры физической и коллоидной химии Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва. Замечания: 1. На рисунке 2 приведено сравнение экспериментальных и расчетных результатов по равновесным условиям гидратообразования метана и природного газа Средневилюйского газоконденсатного месторождения. Расчетные равновесные кривые гидратообразования получены с помощью программного обеспечения PVTsim, которое может давать значительную погрешность. Диссертанту следовало бы дополнительно сравнить свои экспериментальные точки по трехфазному равновесию газ–водный раствор–газовый гидрат системы метан–вода с надежными экспериментальными данными имеющимися в литературе (10.1016/j.ces.2005.04.069, 10.1016/S0009-2509(02)00518-3, 10.1016/j.cej.2021.130227). 2. Утверждение на странице 20 «нефть в рассматриваемых системах является сильным кинетическим ингибитором гидратообразования» противоречит данным в таблице 6 по переохлаждению начала

гидратообразования  $\Delta T$ . Для системы дистиллированная вода–нефть величина  $\Delta T$  меньше в 3 раза по сравнению с аналогичной системой без нефти. Следовательно, из этих данных следует, что добавление нефти ускоряет нуклеацию гидратов природного газа.

8. Каширцев Владимир Аркадьевич, д.г.-м.н., чл.-корр. РАН, главный научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск. Вопросы: 1. Насколько адекватно используемая модельная пористая среда (кварцевый песок) воспроизводит реальные коллекторы ботубинского и улаханского горизонтов, их неоднородность и глинистую составляющую? Как это может повлиять на кинетику и равновесные условия гидратообразования? 2. Исследования проводились в статических условиях, тогда как в реальности процессы происходят в динамическом режиме при фильтрации флюидов. Как движение потока может повлиять на кинетику образования и локализацию гидратных пробок? 3. Автор констатирует высокие риски образования гидратов, особенно при добыче нефти. Были ли в рамках исследований рассмотрены или предложены конкретные технологические или химические методы (помимо выбора полимера) для предотвращения гидратообразования в добывающих скважинах? Например, использование дополнительных термодинамических ингибиторов.

9. Агалаков Сергей Евгеньевич, д.г.-м.н., старший эксперт ООО «РН – Геология Исследование Разработка», г. Тюмень. Замечания: 1. На странице 10 указано, что пластовая вода Иреляхского ГНМ относится к минеральным водам хлоридно-кальциевого типа с концентрацией растворенных солей раной 400 г/л. Однако, как известно, пластовые воды месторождений нефти Непско-Ботубинской антеклизы, помимо ионов кальция ( $\text{Ca}^{2+}$ ) и хлора ( $\text{Cl}^-$ ), также содержат ионы натрия ( $\text{Na}^+$ ), магния ( $\text{Mg}^{2+}$ ), а также сульфат ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) и гидрокарбонат ( $\text{HCO}_3^-$ ) анионы, чье влияние на процесс образования гидратов в работе не рассматривалось. Каким образом данные ионы, содержащиеся в пластовой воде, могут повлиять на термодинамические и кинетические параметры гидратообразования? 2. На странице 13 автореферата, в таблице 2 приведены результаты изучения кинетических

параметров образования гидратов, из которых следует, что растворы натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы (Na-КМЦ) и полиэтиленгликоля (ПЭГ) по показателям скорости и степени превращения воды в гидрат являются кинетическими ингибиторами гидратообразования. Однако отсутствует сопоставление кинетических параметров этих растворов с коммерческими ингибиторами гидратообразования (например, на основе поливинилпирролидона), что позволило бы более объективно оценить практическую значимость полученных результатов и потенциальную эффективность применения растворов Na-КМЦ и ПЭГ как ингибиторов гидратообразования.

10. Кравцова Ольга Николаевна, к.т.н., старший научный сотрудник отдела тепломассообменных процессов Института физико-технических проблем Севера имени В.П. Ларионова, г. Якутск. Замечания: 1. Определялся ли минералогический и гранулометрический состав кернов, взятых из ботубинского и улаханского горизонтов? Почему взят именно песок, а не другие грунты? 2. Насколько адекватно модель кварцевого песка с однородной зернистостью воспроизводит фильтрационно-емкостные свойства реальных продуктивных коллекторов ботубинского и улаханского горизонтов, имеющих, как правило, более сложную гетерогенную структуру? 3. Учитывалось ли при расчетах температуры добываемой жидкости фазовые трансформации самой водонефтяной эмульсии и возможное выделение газа при ее подъеме? 4. Целесообразно в дальнейшем рассмотреть возможность проведения экспериментов при динамических, а не только статических изохорических условиях, что больше соответствует процессам фильтрации флюидов в пласте.

11. Буханов Борис Александрович, к.г.-м.н., старший научный сотрудник центра добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий и Чувилин Евгений Михайлович, к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник центра добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий, г. Москва. Замечания: 1. Во-первых, в автореферате недостаточно охарактеризованы пластовые условия рассматриваемых нефтяных коллекторов (глубина залегания, мощность, какими породами сложен, пористость, проницаемость,

нефтенасыщенность и т.д.), а также их пластовые температуры и давления. И соответственно возникает вопрос относительно значений пластового давления, которое используется в расчетах. Это данные, измеренные в скважине или расчетные через глубину залегания? Если второе, то тогда необходимо пояснить данное давление рассчитывалось как литостатическое или как гидростатическое?

2. Во-вторых, в автореферате недостаточно уделено внимание анализу современного состояния рассматриваемой проблемы, а также не упоминаются основные специалисты данной теме и разработанные ими подходы. В этой связи могут возникнуть сомнения новизне заявляемых диссертантом разработок и подходов.

3. Следует также отметить достаточно слабое описание лабораторного оборудования, используемого в ходе исследования, особенно это касается PVT ячейки, методики проведения экспериментальных исследований и обработки полученных результатов. Так, к примеру, непонятно какое гидратное число использовал автор при расчете параметра "степени превращения воды в гидрат"?

4. Хотелось бы обратить внимание автора на возможное влияние выпадения галита и гипса из природных растворов на особенности образования и существования газовых гидратов в рассматриваемых природных системах. Хотя, данный вопрос несколько выходит за рамки рассматриваемых в диссертации задач, но он связан с тематикой исследований и может повлиять на эффективность практических мероприятий по обеспечению добычи нефти методом полимерного заводнения на месторождениях юго-западной Якутии.

5. Кроме, того в одном из представленных в разделе "Заключение" выводов указано, что "риски образования газогидратов в нефтедобывающем оборудовании больше при добыче нефти, чем при закачке в пласт растворов вытеснения". Какое именно нефтедобывающее оборудование автор имел в виду?

12. Матвеева Татьяна Валерьевна, к.г.-м.н., начальник сектора нетрадиционных ресурсов углеводородов Всероссийского научно-исследовательского института геологии и минеральных ресурсов Мирового океана, г. Санкт-Петербург.

Замечания: 1. Выводы о взаимосвязи мощности ММП с температурой раствора в призабойной зоне скважины и вероятностью образования газовых гидратов, в

частности выносимые на защиту в положении 3, видятся тривиальными. 2. В этой связи интересно было бы проследить не только связь гидратообразования с мощностью ММП, но и с величиной и характером термоградиента по профилю.

13. Решетников Алексей Михайлович, к.т.н., ведущий научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории гидратов природных газов Института криосферы земли СО РАН, г. Тюмень. Замечания и вопросы: 1. Расчет равновесных условий гидратообразования для природного газа ведется исходя из первоначального состава газа. Чем объясняется смещение экспериментальных точек равновесных условий на Рис. 2а? 2. Если газ из реактора не выпускался, что привело к повышению концентрации гомологов С2-С4? 3. Требуется пояснить как на Рис. 2б при переходе воды в гидрат равным 0 получили максимальную сумму гомологов метана С2-С4 в гидрате? 4. В Таблице 2 указано, что степень переохлаждения при гидратообразовании из растворов ПАА составила 6,7°С. На основании этого сделан вывод об отсутствии гидратообразования метана. После начала роста гидратов охлаждение было остановлено? Степень превращения воды в гидрат равная 46,08% (табл. 2) соответствует образованию гидратов из гомологов С2-С4? 5. При описании данных Табл. 2 говорится о недостаточной концентрации метана над гидратом. Какая концентрация считается достаточной?

Выбор официальных оппонентов и ведущей организации обосновывается их общей областью научных интересов, пересекающихся с направлением исследования рецензируемой работы, наличием близких по тематике публикаций и отсутствием совместных с автором диссертации научно-исследовательских работ, что подтверждает их квалификацию, объективность и незаинтересованность при оценке новизны, практической и теоретической значимости представленной диссертации.

В отзыве ведущей организации указаны следующие замечания и вопросы:

- третье защищаемое положение следовало бы сформулировать более подробно, чтобы стало более понятна его новизна. Достаточно очевидным кажется общее утверждение, что вероятность гидратообразования выше на устье добывающей скважины, чем на забое нагнетающей скважины. В то же время, в

диссертации получен ряд новых выводов для конкретных месторождений и конкретных параметров разработки;

- обзорные главы 1 и 2 написаны очень детально и занимают более половины объема текста диссертации. Но потом в следующих главах 3-5 значимое место занимают повторы из глав 1-2;

- в главе 2 также необходимо бы дать краткое описание структуры исследования (объекта и предмета). Схематично нарисовать основные элементы разработки (нагнетательную скважину, пласт-коллектор, добывающую скважину). Показать, какие смеси и процессы рассматриваются для каждого элемента. Здесь же можно было бы привести перечень априорной информации используемой для моделирования РТ-условий в пласте и при течении флюида в скважинах. Это очень помогло бы структурировать и связать воедино результаты последующих глав 3-5;

- глава 2 содержит описание используемых исследовательских методов. Она практически полностью является обзорной со ссылками на описания известных методик. В ней внезапно появляется п. 2.2.4.2 с описанием разработанного автором расчетно-экспериментального метода определения состава газа в гидратах в процессе гидратообразования. Данный метод имеет отдельный интерес, но он теряется в обширной обзорной главе. Его следовало бы вынести в отдельную главу со структурой обсуждения, типичной для новых результатов: достоверность и точность, преимущества и ограничения по сравнению с существующими подходами и т.д. На стр. 80 упоминается «специально разработанная в ИПНГ СО РАН программа». Здесь нужна либо ссылка, либо более детальное пояснение по поводу этой программы;

- в диссертации вводятся и используются достаточно важные понятия «область возможного гидратообразования» и «область интенсивного гидратообразования», которые потом используются при формировании выводов исследования. Эти понятия следовало бы более подробно определить и обсудить для дальнейшего использования. Видимо, это обсуждение также могло бы относиться к отдельной главе, сформированной на основе п. 2.2.4.2;

- в главах 4-5 не указаны источники данных о параметрах, используемых при моделировании температуры закачиваемых и добываемых растворов в скважинах, см. табл. 13 и табл. 17;

- интересно было бы обсудить вопросы репрезентативности результатов. Так определение термодинамических и кинетических характеристик образования газогидратов проводилось на модельной газовой смеси (глава 3, стр. 76-77). Насколько сильно может меняться состав пластовых газов от месторождения к месторождению? Ингибирующие свойства нефти при гидратообразовании исследованы для одной водонефтяной эмульсии с содержанием воды 80% (Глава 5, стр. 129). Насколько сильно может меняться обводненность для разных скважин и по мере разработки?

- наблюдалась ли в экспериментах пространственная неоднородность образования гидратов в песчаном образце, и если да, то, как это могло повлиять на кинетические параметры, усредненные по всему объему?

- при обсуждении результатов расчетов температур закачиваемого раствора и добываемой водо-нефтяной смеси в главах 4 и 5 не приводится сравнение с фактическими геофизическими данными для рассматриваемых месторождений;

- при обосновании актуальности работы часто упоминается, что гидратообразование может привести к риску поломки оборудования и аварий. В обзорной главе следовало бы привести статистику или хотя бы примеры такого рода поломок и осложнений;

- на рис. 5 полезно было бы нанести нижнюю границу зоны стабильности газогидратов.

В отзыве официального оппонента Васильевой З.А., д.т.н. присутствуют следующие замечания:

- не указано: на основании каких данных был выбран интервал влажности песка для экспериментов по гидратообразованию (глава 2, стр. 76). Насколько репрезентативна эта величина для реальной остаточной водонасыщенности в призабойной зоне и на какой стадии разработки?

- в методике расчета кинетических параметров гидратообразования используется гидратное число равное  $n=5.67$  (глава 2, стр. 78). При этом в расчетах компонентного состава гидрата с помощью программы PVTsim гидратное число варьируется в зависимости от состава газа гидратообразователя (глава 2, стр. 81). Насколько чувствительны результаты расчета степени превращения воды в гидрат к варьированию этого параметра, учитывая, что реальный гидрат является смесью гидратов структур КС-I и КС-II?

- расчет температур по формуле Намиота проводился для стационарного режима (глава 2, стр. 83). Как, по мнению автора, могут повлиять на результат пульсации расхода, характерные для реальной эксплуатации скважин?

- в работе установлено, что ВМР и ПАА несовместимы с пластовой водой (глава 3, стр. 101), но не рассматривалась возможность их применения в виде оторочек с буферными зонами или с использованием ингибиторов солеотложения;

- в главе 4 (стр. 134) указано, что нефть является сильным кинетическим ингибитором. Но не указано: как степень дисперсности и стабильности эмульсии влияет на полученные выводы. Были ли проведены эксперименты по образованию гидратов в системе «песок – нефтяная эмульсия – газ» с варьированием обводненности?

- в заключении (пункт 4, стр. 142) рекомендуется раствор Na-КМЦ. Однако в работе, не указано были ли проведены исследования сопротивления сдвигу выбранного раствора при фильтрации в пористой среде в условиях низких температур и высокой минерализации.

В отзыве официального оппонента Молокитиной Н.С., к.т.н. присутствуют следующие замечания:

- автор во введении формулирует утверждение о том, что ПАВы являются кинетическими промоторами, а полимеры кинетическими ингибиторами, на основании чего определяется необходимость тестирования полимеров. Однако в литературе имеются многократные подтверждения того, что как ПАВы, так и полимеры, могут быть как ингибиторами, так и промоторами, и кроме того,

проявлять антиагломирующие свойства в зависимости от концентрации и термодинамических условий;

- нет ясности для какого объекта нефтегазовой отрасли проводились исследования, так как отсутствуют обоснования выбора определенного объекта для проведения исследований в рамках заявленных задач, так в работе встречаются «нефтяных скважин месторождений Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области», «Иреляхском газонефтяном месторождении» (в задаче 1);

- в главе 4 автор описывает условия образования гидрата. Это охлаждение автоклава от 20 до -5 °С (стр. 105). Далее в работе указано (стр. 109), что охлаждали до + 5°С. Почему выбрана именно эта температура и соответствует это пластовым условиям тех объектов, которые рассматриваются в данной работе;

- необходимо получить подтверждение корректности проведения методики отбора газа из газовой шапки и газа из гидрата на хроматографию. Разложение гидрата в процессе отбора шапки, могло сказаться на итоги данных хроматографии.

**Диссертационный совет отмечает, что на основании выполненных соискателем исследований:**

- разработана новая расчетно-экспериментальная методика определения компонентного состава газа в гидратах, позволяющая отслеживать его изменение в процессе образования гидратов из воды и других водосодержащих систем в статических, изохорических условиях;

- выявлены закономерности формирования гидратов природного газа в песчаной пористой среде насыщенной водой, растворами полимеров и их смесями с нефтью и растворами хлорида кальция;

- оценено влияние ММП на образование гидратов пластовых газов при закачке растворов вытеснения и добыче нефти;

- доказана перспективность применения натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы в качестве агента вытеснения нефти на месторождениях юго-западной Якутии, характеризующихся аномально низкими пластовыми

температурами и высокой минерализацией пластовых вод, а также расположенных в зоне распространения ММП.

Теоретическая значимость исследования обоснована тем, что:

- изучены факторы, определяющие возможность применения водополимерного заводнения на нефтяных месторождениях юго-западной Якутии;

- применительно к проблематике диссертации результативно использован комплекс классических экспериментальных и расчетных методов, позволивший выявить эффективность вытеснения нефти растворами полимеров, их совместимость с пластовыми флюидами и способность к образованию газогидратов и водонефтяных эмульсий;

- расширены представления о процессах образования гидратов природного газа в пористой среде;

- определено влияние пластовых флюидов на состав, термодинамические условия и кинетические параметры образования гидратов природного газа;

- рассмотрены риски образования газогидратов при закачке растворов вытеснения и добыче нефти в призабойной зоне нагнетательных и на устье добывающих скважин, связанные с влиянием ММП.

Значение полученных соискателем результатов исследования для практики подтверждается тем, что:

- использован комплекс экспериментальных методов, позволяющий определить возможность применения третичных методов увеличения нефтеотдачи, с учетом совместимости пластовых флюидов с закачиваемыми растворами, их нефтевытесняющей эффективности, а также способности к образованию гидратов пластовых газов и водонефтяных эмульсий;

- определены особенности образования гидратов природного газа в пористой среде с пластовой водой, позволяющие судить о снижении действия хлорида кальция как термодинамического ингибитора гидратообразования;

- проведена оценка влияния ММП на образование газогидратов в призабойной зоне нагнетательных и на устье добывающих скважин

месторождений юго-западной Якутии с учетом минерализации пластовых вод и продолжительности закачки растворов вытеснения и добычи нефти;

- представлено предложение о применении раствора натриевой соли карбоксимелилцеллюлозы с концентрацией 5 г/л в качестве агента вытеснения на месторождениях юго-западной Якутии.

Оценка достоверности результатов исследования выявила следующее:

- идея базируется на обобщении российского и мирового опыта исследования третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов и водополимерного заводнения в частности;

- использован комплекс методов изучения закачки растворов полимеров в нефтенасыщенные пласты, основанный на классических методах исследования с использованием современного оборудования и проверенных методик;

- полученные научные результаты основываются на большом объеме воспроизводимых экспериментальных данных;

- установлено, что качественные и количественные результаты, полученные при проведении работы согласуются с опубликованными экспериментальными данными по изучению гидратообразования углеводородных газов в пористых средах;

Личный вклад соискателя состоит в постановке цели и задач исследования, разработке программы исследований и проведении всего комплекса экспериментальных работ, разработке расчетно-экспериментального метода определения равновесного состава полученных гидратов пластовых газов, обработке и интерпретации полученных результатов, формировании выводов, подготовке основных публикаций по теме работы.

В ходе защиты диссертации были высказаны следующие критические замечания: 1) выбор модели пористой среды для проведения исследования процессов образования гидратов природного газа из растворов водорастворимых полимеров и их смесей с пластовой водой и нефтью не совсем отвечает критериям подобия с породами нефтяных коллекторов терригенного комплекса венда нефтяных месторождений юго-западной Якутии; 2) в работе отдельно не

рассматривается влияние геотермического градиента в мерзлых и подмерзлотных грунтах на изменение пластовой температуры нефтенасыщенных пластов.

Соискатель Портнягин А.С. ответил на задаваемые ему в ходе заседания вопросы и привел собственную аргументацию с обоснованием своей точки зрения. Действительно, кварцевый песок отличается от реального коллектора по своим фильтрационно-емкостным свойствам и составом, однако применение реального песчанника привело бы к неоднородности состава и фильтрационно-емкостных свойств песчаных образцов, что негативно сказалось бы на сходимости и воспроизводимости полученных результатов, в части определения кинетических характеристик образования гидратов. Поскольку геологические объекты исследования находятся в подмерзлотной зоне осадочного чехла ниже подошвы ММП на 400-1400 м, поэтому они значительного влияния на пластовую температуру не оказывают. Однако при расчете температур закачиваемых растворов полимеров и добываемой водонефтяной эмульсии в призабойной зоне нагнетательных и на устье добывающих скважин использовался геотермический градиент отдельно для мерзлых и подмерзлотных пород.

На заседании «17» марта 2026 г. диссертационный совет 24.1.076.01 принял решение за получение новых данных о процессах образования гидратов природного газа в пористой среде, насыщенной растворами полимеров и их смесями с пластовой водой и нефтью Иреляхского ГНМ, выявленные закономерности влияния многолетнемерзлых пород на возможность образования газогидратов при закачке растворов полимеров в пласт и добыче нефти, обоснование применения раствора Na-КМЦ с концентрацией 5 г/л в качестве агента вытеснения на месторождениях нефти расположенных в зоне распространения многолетнемерзлых пород и характеризующихся низкими пластовыми температурами и высокой минерализацией пластовых вод, присудить Портнягину Альберту Серафимовичу ученую степень кандидата технических наук по специальности 1.6.7 – Инженерная геология, мерзлотоведение и грунтоведение.

При проведении тайного голосования диссертационный совет в количестве 17 человек, в том числе 6 человек, участвующих в удаленном интерактивном

режиме, из них 6 докторов технических наук, участвовавших в заседании, из 24 человек, входящих в состав совета, дополнительно введены на разовую защиту 0 (ноль) человек, проголосовали: за - 17 (семнадцать), против - 0 (ноль).

Председатель

диссертационного совета 24.1.076.01,

чл.-корр. РАН, д.г.-м.н.

Железняк Михаил Николаевич

Ученый секретарь

диссертационного совета 24.1.076.01,

к.г.н.

Шестакова Алена Алексеевна

«17» марта 2026 г.